

EMISSIONS TRADING SCHEME: MERCATO E IMPATTO SUI PREZZI DELL'ELETTRICITÀ

This article focuses on the EU Emissions Trading Scheme (ETS): it offers a conceptual map of the main variables at stake in determining CO₂ allowance prices and their impact on electricity prices. The research also proposes a review of some relevant studies about ETS, providing estimates and quantitative information about National Allocation Plans, demand and supply of allowances, CO₂ prices, impact on electricity prices and the whole ETS market.

Questo articolo si concentra sull'Emissions Trading Scheme (ETS) europeo, fornendo una mappa concettuale delle principali variabili in gioco nella determinazione dei prezzi delle quote di CO₂ e del loro impatto sui prezzi dell'elettricità. Lo studio propone anche una rassegna di diversi lavori sull'argomento, informazioni e stime quantitative sui piani di allocazione nazionali, sulla domanda e l'offerta di quote, sui prezzi della CO₂, sull'impatto sui prezzi dell'elettricità e, più in generale, sull'andamento complessivo del mercato.

Dal gennaio 2005, con l'avvio dell'Emissions Trading Scheme (ETS), la politica europea per il cambiamento climatico sembra aver assunto un ben definito senso di marcia. Attraverso la regolazione di circa 11.400 impianti e l'allocazione di quote⁽¹⁾ (European Union Allowances, EUAs) per un ammontare annuo pari a circa 2.180 mil. tonn. CO₂, l'ETS s'impone come lo strumento principe scelto dal regolatore per controllare le emissioni di CO₂. Certo, per le sue caratteristiche intrinseche, lo strumento non si applica al settore dei trasporti che, nell'Unione Eu-

ropea, svolge un ruolo di primo piano nelle emissioni di gas serra. Per esso occorrerà escogitare – e, soprattutto, avere la forza di realizzare – soluzioni diverse. Tuttavia, due settori fondamentali – la generazione elettrica e l'industria – sottostanno alla regolazione dell'ETS. Inoltre, in alcuni Stati (Regno Unito, Italia, Francia) il medesimo strumento – il certificato negoziabile – comincia ad essere utilizzato per la realizzazione di politiche di efficienza energetica. Infine, va citata l'esperienza dei certificati verdi, strumento impiegato per conseguire obiettivi di espansione delle fonti rinnovabili. Pertanto, si può affermare che i certificati commerciabili – verdi (energia rinnovabili), bianchi (efficienza energetica) e marroni⁽²⁾ (CO₂) – rappresentino, dopo anni di esitazione, lo strumento scelto dal regolatore come alternativa alle più tradizionali politiche di comando e controllo. Affinché ciò si verificasse è occorso più di un decennio. In tale arco di tempo, sono accadute almeno due cose: sono maturate la sensibilità e la cultura ambientale all'interno dell'Unione Europea; il certificato negoziabile ha avuto la meglio su una rivale temibile: la tassazione ambientale. Eppure quest'ultimo strumento si caratterizza per le

* Eni Corporate University - Scuola Mattei
E-mail:
enzo.digiulio@enicorporateuniversity.eni.it
stefania.migliavacca@enicorporateuniversity.eni.it

stesse proprietà di flessibilità, nonché di efficienza statica (teorema di Baumol-Oates) e dinamica. D'altra parte, per l'industria, i certificati si rivelano attraenti a ragione della componente di business in essi intrinseca, ovvero la commerciabilità, la possibilità di ricavare un vantaggio economico dalla loro vendita, oppure di acquistarli quando si emette più del consentito. Il grande programma americano – *Acid Rains* – per il controllo delle emissioni di SO₂ attraverso lo strumento del trading dimostra che esso può funzionare come politica per la riduzione delle emissioni su vasta scala, consentendo anche un significativo risparmio nei costi di abbattimento. Ellerman et al. (2000) stimano il risparmio nell'ordine del 55% rispetto ad una tradizionale strategia *command & control*, mentre Carson et al. (2000) stimano un risparmio di costo, nella seconda fase del programma, di circa 700-800 mil. doll./anno (per una sintesi sull'economia del trading si veda Burtraw et al. 2005b; come voce critica sul trading Moore 2003). In linea teorica, il mercato della CO₂ dovrebbe essere più semplice di quello della SO₂, a ragione del fatto che esso non pone problemi di sbilanciamento dei carichi inquinanti tra regioni diverse, aspetto rilevante per un inquinante con effetti più localizzati quale è la SO₂.

1. UNA MAPPA DELL'ETS

Lo schema in Fig. 1 propone una mappa delle variabili rilevanti nel funzionamento del mercato dei crediti e delle loro interrelazioni. Si tratta di una rappresentazione schematica che non ha pretese di completezza ma che certo evidenzia le forze principali, fino

ad oggi messe in risalto dalla letteratura sull'argomento, nella determinazione del prezzo delle quote e del loro impatto sul prezzo dell'elettricità. Questa mappa può essere interpretata a diversi livelli: singolo impianto, impresa o – ed è questa la chiave di lettura scelta in questo articolo – Paese. Essa ci guiderà nella discussione del ruolo delle variabili principali e dei nessi più rilevanti. Le variabili maggiormente significative sono evidenziate in neretto.

1.1. Prezzo della CO₂

Le forze in gioco sono essenzialmente due: la domanda e l'offerta. Esse, a loro volta, dipendono dalla differenza tra emissioni, cap e crediti derivanti da progetti di CDM-JI realizzati all'estero.

Emissioni e Cap. Un ruolo chiave è giocato dalla differenza tra le emissioni che si registrano negli impianti interessati e la quantità di permessi allocati gratuitamente (*Emissions-to-Cap*, EtC). Le emissioni sono legate ad almeno tre fattori: mix energetico, livello di produzione, abbattimento della CO₂.

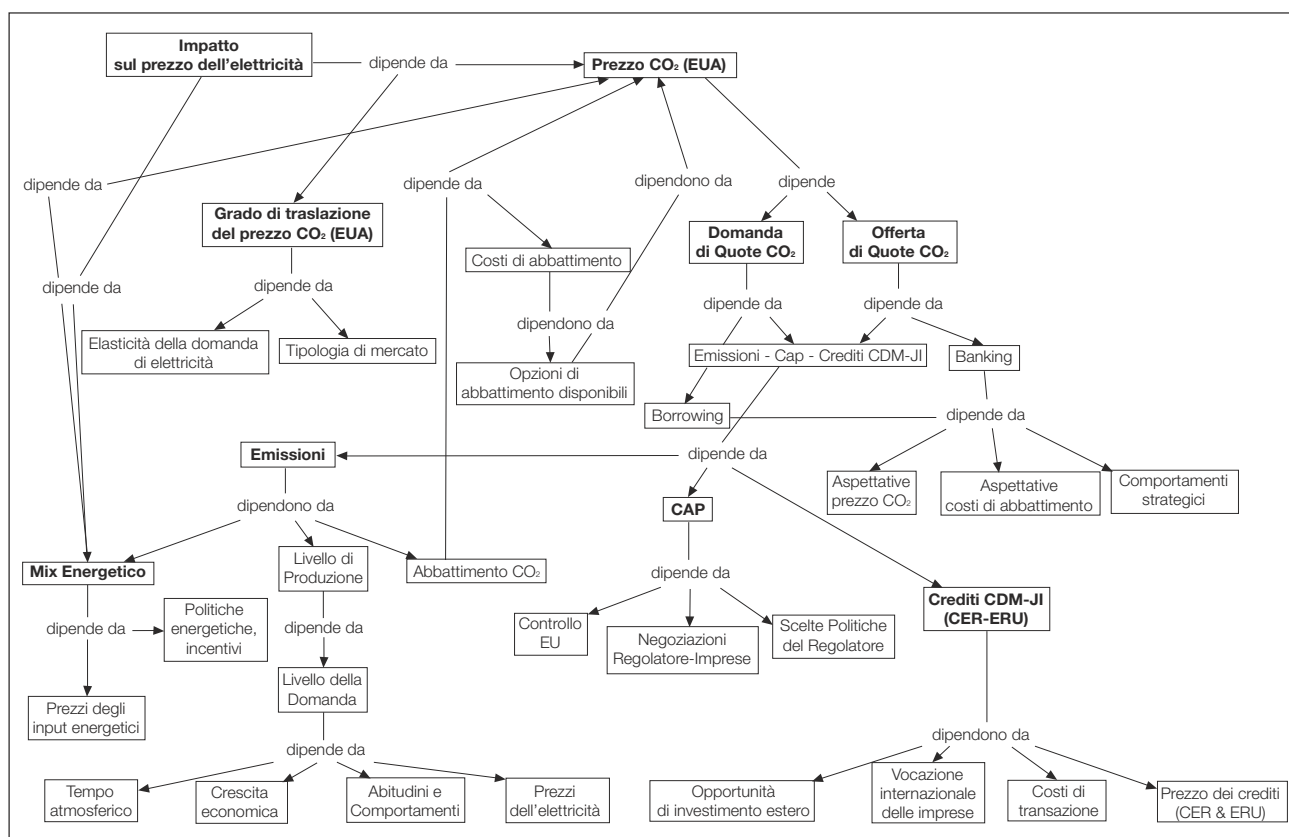
Il *mix dei combustibili* utilizzato nella generazione elettrica è ovviamente alla base delle emissioni. L'utilizzo di combustibili fossili, in particolare carbone, comporta un maggiore livello di emissioni rispetto all'impiego di idroelettrico e nucleare. Il mix dipende principalmente dai prezzi dei combustibili. Il prezzo del petrolio ha sicuramente un'influenza significativa, ma ancor più rilevante sembra essere il rapporto tra prezzo del gas e prezzo del carbone: le due tecnologie sono in forte competizione e le oscillazioni del prezzo relativo del combustibile possono determinare scelte di *fuel*

switching, con conseguenze sulle emissioni di CO₂. È bene sottolineare che i prezzi sono a loro volta influenzati dal mercato della CO₂: se i permessi diventano più costosi, il prezzo dei combustibili meno *carbon intensive* dovrebbe aumentare. Non si possono tuttavia escludere, in presenza di prezzi delle quote molto elevati nel lungo periodo, effetti di ribasso sul prezzo delle rinnovabili a ragione di una crescita della domanda che, espandendo la scala della produzione, genera in una prima fase rendimenti crescenti ed economie di apprendimento.

Il *livello di produzione* è legato a quello della domanda che a sua volta dipende, oltre che dai prezzi dell'elettricità e dalle attitudini comportamentali degli agenti, dalla crescita economica e dalle condizioni meteorologiche. Una crescita economica sostenuta porta con sé una maggiore domanda di beni e servizi (in particolare energia), aumentando il livello di produzione e, di conseguenza, il livello delle emissioni; e viceversa. D'altra parte, vento, precipitazioni e temperature hanno un forte impatto sulle emissioni del settore elettrico. Le temperature invernali ed estive determinano la domanda di energia per riscaldamento e condizionamento. Vento e precipitazioni influenzano la disponibilità di energia eolica e idroelettrica.

Per quanto concerne le *possibilità di abbattimento delle emissioni*, esistono diverse opzioni tecnologiche, dal semplice *switch* a favore di fonti a basso contenuto di carbonio (dal carbone al gas oppure, nel lungo periodo, alle rinnovabili) al sequestro e allo stoccaggio della CO₂. La convenienza ad adottare o meno tali opzioni dipenderà dal

Fig. 1 - EU EMISSIONS TRADING SCHEME: UNA MAPPA DELLE PRINCIPALI VARIABILI



confronto tra il costo marginale di abbattimento e il prezzo di mercato della CO₂.

Banking e borrowing. In linea di principio, tanto la domanda quanto l'offerta potranno essere influenzate da politiche di *banking* e di *borrowing*, ovvero, rispettivamente, dalla possibilità di trasferire, all'interno di ciascun periodo (2005-2007; 2008-2012), una parte delle quote in eccesso ad anni successivi e di prendere in prestito quote dagli anni successivi. Nella mappa di Fig. 1, tuttavia, si propende per l'ipotesi più realistica che solo la potenziale offerta (domanda), ovvero le imprese in possesso di quote in eccesso (difetto) rispetto alla copertura delle emissioni, attueranno il *banking* (*borrowing*). Il *banking* e il *borrowing*, a loro volta, dipendono dalle aspettative sul prezzo delle quote,

sui costi di abbattimento e dai comportamenti strategici tipici dei mercati dei titoli. Ad esempio, aspettative al rialzo sul prezzo delle quote e sui costi di abbattimento possono indurre le imprese in credito ad attuare politiche di *banking* posticipando la vendita al futuro; viceversa nel caso di aspettative al ribasso.

1.2. Prezzi dell'elettricità

Come è possibile vedere dalla mappa in Fig. 1, l'impatto sul prezzo dell'elettricità dipende da tre variabili, la prima delle quali già illustrata: il prezzo della CO₂, il mix energetico, il grado di traslazione del prezzo della CO₂.

Mix energetico. A parità di condizioni, un mix energetico più *carbon intensive* comporta un coefficiente CO₂/kWh più alto e, dunque, un maggior contenuto di carbonio per

kWh consumato. Ciò si traduce, qualora si escluda l'ipotesi irrealistica di una traslazione del prezzo delle quote sul prezzo dell'elettricità pari a 0 e/o di una curva di domanda elettrica piatta, in un maggior prezzo dell'elettricità. Il mix energetico dipende, a sua volta, dai prezzi degli input energetici e dalle scelte di politica energetica dei Paesi. Il primo fattore opera soprattutto nel breve periodo attraverso l'azione che esercita sul *merit order* degli impianti. Il secondo, invece, esercita il suo impatto principalmente nel lungo periodo: ad esempio, il rapporto CO₂/kWh può essere abbassato attraverso politiche di sostegno delle fonti rinnovabili o, anche, dei cicli combinati a gas naturale, a scapito del carbone. L'esperienza danese e quella inglese rappresentano due esempi di queste tipologie di politiche, rispet-

tivamente a favore dell'eolico e del gas. Naturalmente, non vanno esclusi effetti di retroazione dal prezzo della CO₂ al mix energetico.

Grado di traslazione. La misura in cui il prezzo della CO₂ verrà traslato su quello dell'elettricità dipende principalmente da tre fattori: le decisioni delle imprese, la tipologia di mercato, l'elasticità della domanda di elettricità. La rilevanza del primo fattore, molto dibattuto in letteratura (Sijm et al. 2005, Econ 2004a, Reinaud 2004, Sorrell 2002), è accresciuta dal criterio di assegnazione delle quote, a titolo gratuito, previsto dalla Direttiva sull'ETS. Più precisamente, la Direttiva prevede che nel periodo 2005-2007 (2008-2012) le quote possano essere allocate attraverso aste nella misura massima del 5% (10%). Fino ad oggi, per lo più, le quote sono state distribuite gratuitamente. Se le quote fossero state assegnate attraverso procedure di aste e, quindi, il loro possesso avesse comportato un esborso monetario, tutte le imprese – non solo quelle costrette ad acquistare quote sul mercato ETS perché impossibilitate a rispettare il cap – sarebbero state indotte a rovesciare tale costo sul prezzo dell'elettricità. Con l'assegnazione gratuita, invece, le imprese entrano in possesso di quote senza esborsi monetari. Ciò tuttavia non significa che ci si possa aspettare una traslazione dei costi solo da parte di quelle imprese che sono in debito di quote e che pertanto, avendo necessità di acquistare quote di CO₂ sul mercato dell'ETS, ribalteranno tali costi sul prezzo dell'elettricità. Infatti, poiché le quote possono essere impiegate per rispettare il cap oppure possono essere vendute, esse rappresentano per tutte le imprese, anche per

quelle in credito, un costo-opportunità. Pertanto, secondo la teoria economica, le imprese potranno decidere di incorporare nel prezzo dell'elettricità l'intero valore delle quote. Ciò è confermato anche da alcune interviste ad operatori del settore realizzate nell'ambito di un recente studio sull'argomento (Sijm et al. 2005). Naturalmente, le imprese potranno decidere di trasferire il costo in misura inferiore al 100% e l'entità del trasferimento sarà influenzata dal secondo fattore sopra citato, la tipologia di mercato. Nei mercati concorrenziali la variabile «entità del costo trasferito» può diventare una variabile strategica per conquistare quote di mercato. In mercati dominati da pochi operatori, invece, il trasferimento del costo potrà essere effettuato senza timore di perdere quote di mercato a favore di altri operatori. D'altra parte, a parità di costo trasferito, la teoria economica perviene al risultato contro-intuitivo secondo il quale la misura della crescita del prezzo dell'elettricità sarà minore nel caso di mercato concentrato rispetto al mercato concorrenziale. Analiticamente ciò si spiega con le diverse condizioni di equilibrio dei mercati: costo = ricavo marginale in entrambi i mercati, ma solo in quello concorrenziale il ricavo marginale sarà uguale al prezzo. Pertanto, intuitivamente, poiché in regimi di mercato concentrato i prezzi saranno più elevati in partenza, vi sarà minore spazio per la crescita del prezzo⁽³⁾. Inoltre, occorre considerare i gradi di controllo del regolatore che, soprattutto in un mercato scarsamente concorrenziale, potrà vietare l'incorporazione in tariffa del costo della CO₂. Infine, un ruolo cruciale è giocato dall'elasticità della do-

manda: la traslazione del costo cresce al crescere della rigidità della domanda.

2. MERCATO E PREZZO DELLA CO₂

2.1. Piani di allocazione

La fase di allocazione per il primo periodo, nonostante bocciature e ritardi, è ormai conclusa, e dal primo gennaio 2005 è in funzione il sistema di mercato. Come già evidenziato, un ruolo cruciale nella definizione della domanda e dell'offerta è giocato dalla differenza tra emissioni e cap. La Tab. 1 offre un quadro sintetico della situazione a livello di Paese.

È possibile vedere come quasi tutti i Paesi abbiano distribuito quote in misura inferiore alle emissioni previste. Ciò implica, a livello aggregato di Paese e/o di Unione Europea, un eccesso di domanda rispetto all'offerta. Tuttavia, si può anche notare come le distanze tra emissioni e quote non siano considerevoli, se si fa eccezione per qualche Paese, ad esempio Belgio e Lussemburgo. Ciò motiva i rilievi critici apparsi in alcuni studi sull'argomento. Tra tutti citiamo quello di Ecofys (2004): «With some exceptions, the caps imposed on the EU ETS participants are less strict than would be required if these sectors were to make an equal contribution to meeting Kyoto as other sectors, or if no use of the Kyoto Mechanisms was envisaged».

A livello di settore, nel periodo 2006-2007 la domanda proverrà dal settore elettrico, in debito di circa 300 mil. tonn. CO₂, mentre tutti gli altri settori (carta, metalli, oil & gas, vetro, cemento ed altro) sono nel complesso venditori

di quote (Christiansen, Dam-siora, Skogen 2005). A livello di Paese, invece, ECON (2004b) stima per il periodo 2005-2007 la domanda di quote intorno ai 25 mil. tonn. CO₂ e come proveniente dai Paesi del Sud Europa (Austria, Belgio, Francia, Grecia, Italia, Lussemburgo, Portogallo, Spagna) mentre l'offerta dovrebbe provenire nella misura di 5 mil. tonn. CO₂ dai Paesi del Nord Europa (Danimarca, Finlandia, Germania, Olanda, Svezia) e in quella di 15 mil. tonn. CO₂ dai nuovi Paesi membri (Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria). Il saldo netto pertanto è, nella stima di ECON, 5 mil. tonn. CO₂.

Questo scenario sembra preferibile, in quanto più realistico, a quello alternativo che otterremmo prendendo in considerazione gli scenari di riferimento dei Paesi, ovvero gli scenari inclusivi di tutte le politiche e misure individuate dai Paesi. In tal caso, infat-

ti, la domanda proveniente dai Paesi del Sud Europa – pari a 14 mil. tonn. – sarebbe fronteggiata da un'offerta di quote pari a 80 mil. tonn. (60 dal Nord Europa, 20 dai nuovi Paesi membri), con un saldo netto pari a – 66 mil. tonn., ovvero avremmo un eccesso di offerta. Specularmente, lo scenario *business as usual*, che non considera le politiche e misure dei Paesi, sembra peccare di eccesso di pessimismo, evidenziando una situazione di forte scarsità delle quote nella quale in tutte le aree prevale la domanda: 43 mil. tonn. dal Sud Europa, 15 dal Nord Europa e 57 dai nuovi Paesi membri (totale domanda 115 mil. tonn. CO₂).

2.2. Mercato

Nei primi sei mesi del 2005 sul mercato della CO₂ sono state scambiate circa 90 milioni di quote, di cui 65,5 tramite broker, 10,2 tramite Borsa e 15 (stimate) tramite contratti bilaterali. Queste transazio-

ni corrispondono ad un valore stimato di 1,37 mld. euro. Nell'intero 2005 il mercato ha fatto registrare scambi pari a circa 260 mil. tonn., escludendo gli scambi bilaterali. La stima di PointCarbon è che – ipotizzando un prezzo di 20 euro/tonn. CO₂ e dunque un mercato intorno ai 5 mld. euro – un turnover annualizzato superiore al 10% del mercato del 2005 implichi una performance complessiva del mercato comparabile con quella del mercato della SO₂ statunitense. Per il 2006, si prevede un volume di scambi triplo (PointCarbon 2005). La stima di PointCarbon nel lungo periodo prevede che il mercato globale delle quote arriverà nel 2010 a scambiare 34 mld. euro, pari a 4,5 mld. tonn. CO₂ (compresi i crediti derivanti dalla realizzazione di progetti). Di questi scambi, un equivalente di 1,7 mld. tonn. dovrebbe avvenire sul mercato europeo (al momento le piattaforme di scambio esistenti sono quattro)⁽⁴⁾.

Tab. 1 - ETS: QUOTE ALLOCATE ED EMISSIONI PREVISTE

	Totale permessi allocati 2005-07 (mil. tonn. CO ₂)	Quota tot. permessi su totale UE (%)	Permessi allocati (a) (mil. tonn. CO ₂ /a)	Emissioni previste (b) settore ETS	Differenza (b) – (a) (%)	Impianti coinvolti (n.)	Registro nazionale attivo anche parzialm.	Kyoto target (%)
Austria	99	1,5	33,0	34,8	5	205	Sì	-13
Belgio	188,8	2,9	62,9	77,4	19	363	Sì	-7,5
Cipro	16,98	0,3	5,7			13	No	-
Danimarca	100,5	1,6	33,5	39,5	15	378	Sì	-21
Estonia	56,85	0,9	19,0	19,0	0	43	Sì	-8
Finlandia	136,5	2,1	45,5			535	Sì	0
Francia	469,5	7,2	156,5	159,5	2	1172	Sì	0
Germania	1497	23,1	499,0	501,0	0	1849	Sì	-21
Grecia	223,2	3,4	74,4	76,0	2	141	No	25
Irlanda	67	1,0	22,3	23,0	3	143	Sì	13
Italia	666,47	10,3	222,2	258,1	14	1240	No	-6,5
Lettonia	13,7	0,2	4,6	4,6	0	95	Sì	-8
Lituania	36,8	0,6	12,3	13,0	6	93	Sì	-8
Lussemburgo	10,07	0,2	3,4	4,6	28	19	No	-28
Malta	8,83	0,1	2,9			2	No	-
Olanda	285,9	4,4	95,3	101,3	6	333	Sì	-6
Polonia	717,3	11,1	239,1	286,2	16	1166	No	-6
Portogallo	114,5	1,8	38,2	38,9	2	239	Sì	27
Repubblica Ceca	292,8	4,5	97,6	107,7	9	435	Sì	-8
Slovacchia	91,5	1,4	30,5	35,5	14	209	Sì	-8
Slovenia	26,3	0,4	8,8	8,8	0	98	Sì	-8
Spagna	523,3	8,1	174,4	176,4	1	819	Sì	15
Svezia	68,7	1,1	22,9	23,8	4	499	Sì	4
UK	736	11,4	245,3	247,0	1	1078	Sì	-12,5
Ungheria	93,8	1,4	31,3			261	No	-6
Totale	6.541,3	100,0	2.180,8			11.428		

Fonte: elaborazione su dati tratti dall'Unione Europea (sito <http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission/htm>) e da Carcano et al. (2005).

La Direttiva Linking del 2004 (European Union 2004) consente (con l'esclusione di LULUCF⁽⁵⁾ e nucleare) la conversione dei crediti da progetto – *Certified Emissions Reductions*, CERs per il CDM; *Emissions Reduction Units*, ERUs per la JI – in EUAs, il che significa che i crediti da progetto aumentano di fatto il numero di permessi disponibili e possono contribuire al raggiungimento del target fissato dallo schema europeo. Data questa convertibilità, ci si aspetterebbe che il prezzo dei due tipi di crediti converga. Oggettivamente, infatti, non esiste alcuna differenza tra crediti da permesso e crediti da progetto, una volta che questi ultimi siano stati riconosciuti. Il problema risiede proprio nel procedimento di emissione e riconoscimento del credito: fino ad oggi le transazioni su progetto sono state firmate senza che alcun credito sia ancora effettivamente disponibile. Questo aggiunge un fattore di rischio ai *futures* e *forward* su progetti. Al momento, il prezzo dei crediti da progetto oscilla tra 2 e 7 euro/tonn. CO₂ (IETA 2005), mentre il prezzo delle quote oscilla, dal luglio 2005, intorno ai 22 euro/tonn. CO₂. Le transazioni *project-based* pagano un premio maggiore per il rischio: i crediti saranno emessi solo se il progetto andrà a buon fine. Da qui il minor prezzo di CERs ed ERUs rispetto alle EUAs. D'altra parte, chi acquista permessi per rispettare il cap che gli è imposto, vuole essere certo di poter disporre dei crediti alle scadenze 2005, 2006 o 2007, e per non rischiare è disposto a pagare di più acquistando le EUAs.

Molto scarsa è stata finora la partecipazione sul mercato da parte dei Paesi dell'Est Europa, dai quali ci si attendeva

Tab. 2 - CAP IMPLICITI NELLE LINEE GUIDA PER I PIANI DI ALLOCAZIONE DEL PERIODO 2008-2012

	Allocazioni 2005-07 (mil. tonn./a)	Stima allocazioni 2008-12 (mil. tonn./a)	Riduzione (mil. tonn./a)	Riduzione (%)
Austria	33,0	24,6	8,4	25,4
Belgio	62,9	57,8	5,1	8,1
Cipro	5,7	5,7	-	-
Danimarca	33,5	24,9	8,6	25,7
Estonia	19,0	19,0	-	-
Finlandia	45,5	37,5	8,0	17,7
Francia	156,5	156,5	-	-
Germania	499,0	483,6	15,4	3,1
Gran Bretagna	245,3	245,3	-	-
Grecia	74,4	74,4	-	-
Irlanda	22,3	20,1	2,2	9,8
Italia	232,5	194,7	37,8	16,2
Lettonia	4,6	4,6	-	-
Lituania	12,3	12,3	-	-
Lussemburgo	3,4	2,8	0,6	18,4
Malta	2,9	2,9	-	-
Olanda	95,3	88,9	6,4	6,8
Polonia	239,1	239,1	-	-
Portogallo	38,2	35,5	2,7	7,1
Repubblica Ceca	97,6	97,6	-	-
Slovacchia	30,5	30,5	-	-
Slovenia	8,8	8,4	0,4	5,0
Spagna	174,4	142,6	31,8	18,2
Svezia	22,9	22,9	-	-
Ungheria	31,3	31,3	-	-
Totale	2.190,9	2.063,4	127,5	-

Fonte: PointCarbon (2006a).

una considerevole offerta (in particolare Polonia e Repubblica Ceca). A breve, tuttavia, l'offerta di quote da parte dei Paesi dell'Europa Centrale potrebbe crescere di circa 30 mil. tonn. (PointCarbon 2005). Sicuramente il progressivo sviluppo del mercato aumenterà sia il numero degli operatori che il volume degli scambi, riducendo il potere di mercato di ciascuno e riducendo, almeno in parte, la volatilità del prezzo. Verso la metà del 2005 i prezzi hanno avuto un forte rialzo e nel mese di luglio sono arrivati a toccare i 30 euro/tonn. Nei mesi successivi si sono assestati su valori comunque superiori ai 18 euro; nel mese di dicembre 2005 hanno oscillato tra 21 e 23 euro/tonn. L'opinione più diffusa è che questo andamento non sia rappresentativo del trend di lungo periodo del prezzo dei permessi, proprio per via dell'immaturità del mercato e del livello di incertezza di cui si è

detto. Si può affermare che, finora, ad influenzare il mercato siano stati più gli umori che i fondamentali (domanda e offerta).

2.3. Seconda fase (2008-2012)

Indicazioni sull'andamento futuro del mercato provengono dalle nuove linee guida della Commissione per la redazione dei piani di allocazione della seconda fase dell'ETS (European Union 2005). I nuovi piani dovranno essere presentati dagli Stati membri entro il 30 giugno 2006. Una recente elaborazione di PointCarbon sulle nuove linee guida ha dato luogo alle stime riportate in Tab. 2, che potrebbero essere interpretate come i cap impliciti nelle linee guida (PointCarbon 2006a). Il criterio suggerito dalla Commissione nella definizione dei nuovi cap si basa sulla coerenza tra le emissioni all'anno 2003 e l'obiettivo di Kyoto. Per i 12 Paesi, tra i quali l'Italia, le cui

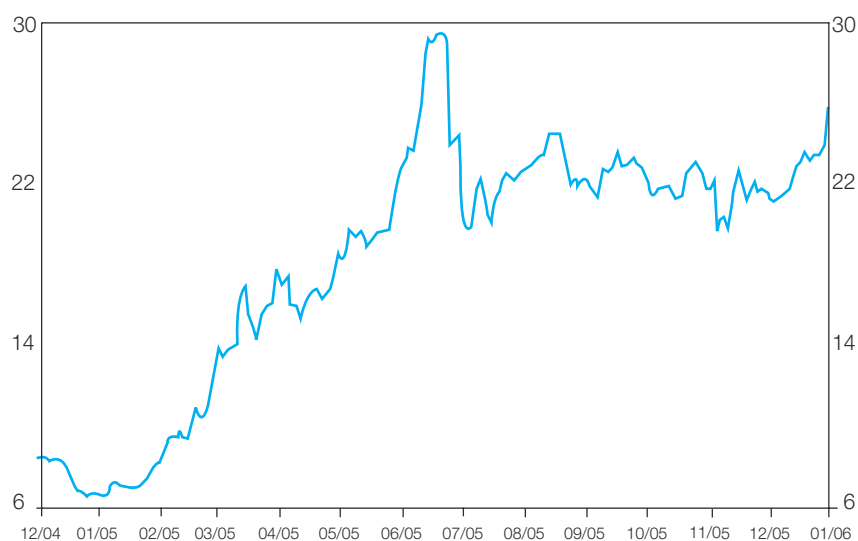
emissioni all'anno 2003 sono in eccesso rispetto al target, si prevede una riduzione delle quote allocate nella misura di 127,5 mil. tonn. CO₂. Ciò implica una crescita della domanda di quote e, dunque, dei loro prezzi.

2.4. Prezzi delle quote

In Fig. 2 si riporta l'andamento del prezzo della CO₂ nel 2005 e per l'inizio del 2006. Si può notare come, dalla seconda metà del 2005 fino alla fine dell'anno, i prezzi siano stati piuttosto stabili intorno ai 22 euro/tonn. CO₂.

Per quanto concerne il futuro, la Tab. 3 riporta le stime di alcuni studi. Nonostante una certa variabilità, osserviamo come tutti siano concordi nel prevedere un rialzo nel secondo periodo, anche in previsione di quanto detto sui cap più restrittivi previsti nei piani nazionali del periodo 2008-2012. Il rialzo del gennaio 2006 sembra confermare questa ipotesi. Tuttavia, rispetto al tema della previsione dei prezzi, non può non essere ricordata l'esperienza americana sulle *allowances* di SO₂. Ai primi del 1996 il prezzo era sceso dai 150 doll./tonn. SO₂ del 1994 ai 70 doll. Salito oltre i 200 doll. nel 1999, il prezzo ha oscillato nella fascia 100-200 doll. fino al 2003. Tuttavia, nel 2004, il prezzo è salito intorno ai 700 doll. Nel novembre 2005, la SO₂ è stata venduta a circa 1.400 doll./

Fig. 2 - PREZZI DELLE EUROPEAN UNION ALLOWANCES (dic. 2004-gen. 2006) (euro/tonn. CO₂)



Fonte: PointCarbon (2006b).

tonn. e a gennaio 2006 è salita intorno ai 1.500. La ragione principale di questi incrementi risiede nell'aumento della domanda di carbone associata alla crescita dei prezzi del gas naturale – spinti da un mercato petrolifero in tensione – e dell'elettricità. Inoltre, l'orientamento dell'Amministrazione Bush contrario a riduzioni delle emissioni di gas serra nel futuro prossimo ha contribuito alla lievitazione dei prezzi. Il caso della SO₂ ci insegna che i mutamenti nei prezzi delle fonti e gli orientamenti di politica energetica ed ambientale possono esercitare effetti dirompenti sui mercati dei crediti alterando drammaticamente trend di prezzo che, a lungo, si erano mantenuti stabili.

Occorre, tuttavia, sottolineare una specificità dell'ETS, ovvero la possibilità di utilizzare crediti derivanti da progetti di CDM-JI. Vi è pertanto un'offerta potenziale di crediti che, nel prossimo futuro, potrebbero concorrere a bilanciare eventuali spinte al rialzo dei prezzi. Nel 2004 le transazioni di crediti da progetto sono state pari a 107 mil. tonn. CO₂eq., con un incremento del 38% rispetto agli scambi del 2003. I dati disponibili riguardo ai primi mesi del 2005 (43 mil. tonn. CO₂ scambiate nei primi quattro mesi) fanno pensare ad una crescita ulteriore. L'Asia continua ad essere la regione che accoglie la quota maggiore di progetti (il 45% del totale in termini di volumi), mentre l'America Latina è al secondo posto (35% del volume totale). In entrambe le regioni vi sono due Paesi che giocano un ruolo chiave: l'India detiene il 31% del totale, soprattutto grazie a progetti di abbattimento di HFC₂₃, mentre il Brasile rappresenta il 13%. L'Africa rimane ancora esclusa dalle transazioni e solo pochi Paesi del Nord hanno presentato richiesta per l'approvazione di

Tab. 3 - PREVISIONI DI PREZZO DELLA CO₂ SECONDO ALCUNI STUDI (euro/tonn. CO₂)

Studio	Fase I (2005-07)			Fase II (2008-12)		
	Basso	Medio	Alto	Basso	Medio	Alto
ICF (mar 2003)	2	5	10	4	10	20
PointCarbon (apr 2003)	1	5	40	2	7	45
DKW (ott 2003)		15			25	
JP Morgan (nov 2003)		6			28	
ILEX (dic 2003)	5-7		15-18	5-7		19-25
Oxera (giu 2004)	5	10	15	5	10	25
Envios (2004)		6-20			10-25	
Econ (2004)	1	5	8	5	8	15

Fonte: Sijm et al. (2005).

piccoli progetti. Analizzando il tipo di progetti, quelli basati sull'abbattimento dell'HFC₂₃, pur essendo un numero esiguo, costituiscono il 25% del totale poiché prevedono volumi di crediti molto elevati. Tra i Paesi compratori spicca il Giappone con una quota del 21%, seguito da Olanda (16%) e Gran Bretagna (12%). I Paesi europei nel complesso rappresentano il 60% del volume totale acquistato nel periodo gennaio 2004-aprile 2005 e ciò induce a ritenere che, almeno una parte di tali crediti, confluirà sul mercato dell'ETS, presumibilmente irrobustita da ulteriori crediti di nuova generazione. Infine, qualora il prezzo della CO₂ crescesse considerevolmente, non va trascurata la possibilità di un'espansione della tecnologia della cattura e dello stoccaggio della CO₂, i cui costi sembrano oggi ancora troppo elevati (6).

3. IMPATTO SUI PREZZI DELL'ELETTRICITÀ

Come visto sopra, l'impatto sui prezzi dell'elettricità dipende da una pluralità di fattori. La mappa in Fig. 1, per quanto si concentri sulle variabili e sulle retroazioni più rilevanti, mostra una ricca complessità di azioni e di nessi. In relazione alle ipotesi che si fanno sul mix energetico del Paese, sul grado di traslazione e sul prezzo della CO₂ – e, come visto, ciascuna di



queste variabili è a sua volta dipendente da altre – si ottengono risultati diversi. Qui, a ragione della limitatezza dello spazio e senza pretesa di completezza, riporteremo le stime di alcuni studi che ci sembrano particolarmente interessanti. In Tab. 4 si indicano alcune stime dei costi marginali del kWh di lungo periodo (comprensivi non solo dei costi operativi ma anche dei costi di investimento) e della loro variazione in presenza di prezzi delle quote pari a 20 euro/tonn. CO₂ (Reinaud 2004). Il nucleare rimane più conveniente del carbone, ma non del gas (cicli combinati); mentre la convenienza dell'eolico rispetto al carbone è limitata ai casi di elevata disponibilità nell'*onshore*. Rispetto al gas, invece, l'eolico non è competitivo. La biomassa, infine, è più costosa sia del gas che del carbone che del nucleare, in presenza sia di bassi sia di alti costi operativi. Tuttavia, lo *switch* tra fonti

dipende da numerose ipotesi, prime tra tutte quelle sulle efficienze e sui prezzi di carbone e gas.

Assumendo un prezzo del carbone e del gas rispettivamente pari a 1,5 euro/GJ e 3,5 euro/GJ ed efficienze pari al 37% e al 49% (40% e 55%) nel breve periodo (lungo periodo), Reinaud conclude che fino a 18,5 euro/tonn. CO₂ il carbone è più conveniente, mentre tra i 18,5 e i 23,2 euro/tonn. CO₂ il gas è più economico ma il carbone continua ad essere impiegato al margine. Infine, oltre i 23,2 euro/tonn., assumendo un'efficienza pari al 55% per le centrali a gas (CCGT) ed un prezzo del gas pari a 3 euro/GJ, il carbone perde del tutto la sua convenienza, superando anche i costi marginali di lungo periodo del gas. Ad un prezzo di 30 euro/tonn. CO₂, l'eolico *onshore* potrebbe diventare competitivo con il gas se si assume un fattore di carico superiore al 35%, mentre l'eolico *offshore* diventa competitivo intorno agli 80 euro/tonn. CO₂ e con un fattore di carico del 40%. La competitività della biomassa si ha nell'intervallo di prezzo 107-180 euro/tonn. CO₂ (7).

I possibili impatti sui prezzi dell'elettricità sono, ovviamente, diversi per ciascun Paese. In Tab. 5 si riportano i risultati di uno studio (Econ 2004b) che assume scenari alternativi di prezzo della CO₂: basso (da 1 a 5 euro/tonn.), medio (da 5 a 8), alto (da 8 a 15). Ciò che caratterizza tutti

Tab. 4 - COSTI MARGINALI DI LUNGO PERIODO (prezzo CO₂: 20 euro/tonn.)

	CCGT	Carbone	Nucleare	Eolico				Biomassa	
				alta disponibilità		bassa disponibilità		bassi	alti
				Onshore	Offshore	Onshore	Offshore	Opex	Opex
Costo marginale di lungo periodo (senza CO ₂) (euro/MWh)	29,6	34,41	38,85	69	71	41	59	89	132
Costo della CO ₂ (euro/MWh)	7,334	17,028	0	0	0	0	0	0,54	0,54
Costo marginale di lungo periodo (con CO ₂) (euro/MWh)	36,934	51,43	38,85	69	71	41	59	89,54	132,54

Fonte: Reinaud (2004).

Tab. 5 - **VARIAZIONE PERCENTUALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA AL VARIARE DEL PREZZO DELLE QUOTE**

	Norvegia	Svezia	Jutland	Zealand	Finlandia	Germania	Olanda	Polonia
Basso prezzo delle quote (2006: 1 euro/tonn.; 2008 e 2012: 5 euro/tonn.)								
2006	1,29	1,29	2,83	1,29	1,29	3,64	2,21	4,08
2008	3,26	3,26	7,98	3,26	3,26	6,41	5,74	26,67
2012	5,26	4,86	5,29	4,88	4,47	4,76	4,90	3,94
Medio prezzo delle quote (2006: 5 euro/tonn.; 2008 e 2012: 8 euro/tonn.)								
2006	11,64	11,64	15,57	11,64	11,64	17,27	14,60	20,41
2008	5,12	5,12	13,83	5,12	5,12	11,11	10,25	42,22
2012	8,50	8,50	8,81	8,54	8,13	7,48	7,69	9,06
Alto prezzo delle quote (2006: 8 euro/tonn.; 2008 e 2012: 15 euro/tonn.)								
2006	15,52	15,52	22,64	15,52	15,52	27,73	23,45	32,65
2008	20,47	20,47	35,11	20,47	20,47	24,79	21,31	82,22
2012	17,00	16,60	18,94	16,67	16,26	14,97	14,69	17,72

Fonte: elaborazione Carcano, Dones, Toppi (2005) su dati Econ (2004b).

i tre scenari di prezzo è la differenza tra breve e lungo periodo: nel primo, gli incrementi che si realizzano nei Paesi del Nord Europa (Norvegia, Svezia, Finlandia) e nelle regioni della Danimarca (Jutland, Zealand) tendono ad essere più moderati di quelli dell'Europa continentale (Germania, Olanda, Polonia) a ragione di un mix di generazione con un maggior contenuto di fonti non fossili. Si pensi che l'intensità carbonica media della produzione elettrica è 373 kg CO₂/MWh in Danimarca, 253 in Finlandia, 16 in Svezia, 468 in Germania, 464 in Olanda (IEA 2002). Tuttavia, le differenze negli incrementi di prezzo si attenuano, ed in alcuni casi scompaiono, nel lungo periodo. Ciò accade poiché si assume che il prezzo del carbone possa scende-

re dai 58 euro/tonn. del 2006 a 35 nel 2008⁽⁸⁾. D'altra parte la rilevanza del prezzo del carbone nella determinazione degli incrementi di prezzo conseguenti all'ETS è ben evidente nel caso della Polonia, per la quale il modello di Econ prevede nel 2008 un incremento del prezzo dell'elettricità dell'82,22% come effetto dei bassi prezzi del carbone assunti per quell'anno.

Altre stime interessanti, per l'attenzione posta alla variabile «grado di traslazione»⁽⁹⁾, sono quelle riportate in Tab. 6 (Ilex Energy Consulting 2004). La tabella mostra l'impatto medio, nel periodo 2005-2007, di un prezzo delle quote pari a 10 euro/tonn. CO₂ sui prezzi all'ingrosso dell'elettricità, in diversi Paesi e sotto diverse ipotesi. In particolare, si fanno due ipotesi: (1) si as-

sume un grado di traslazione pari al 100% per tutti i Paesi; (2) si esclude questa ipotesi per tre Paesi (Spagna, Irlanda, Italia), per i quali si assume che il regolatore impedisca la traslazione dell'intero costo-opportunità ma consenta solo la traslazione dei costi sostenuti dalle imprese per rispettare il cap. Le percentuali di traslazione (8%, 23%, 0%) dipendono, pertanto, dalle ipotesi che si fanno sulle percentuali di quote da acquistare⁽¹⁰⁾. Si può osservare come gli incrementi di prezzo siano cospicui, sempre superiori al 10% nel caso di traslazione completa e, in alcuni casi, al 30% (Francia e Germania). Occorre sottolineare come lo studio Ilex preceda le decisioni della Commissione di abbassare alcuni cap e, pertanto, lo si può ritenere ottimistico.

In Tab. 7 si riportano, infine, le stime di incremento di prezzo proposte dal modello COMPETES (Sijm et al. 2005). Si ipotizzano 9 scenari con 3 diversi prezzi della CO₂ (0, 10 e 20 doll./tonn.) e 3 diverse forme di mercato: concorrenza perfetta, oligopolistica con EdF *price taker* in Francia, oligopolistica con EdF monopolista in Francia. In tutti i 9 scenari si assume un'elasticità della domanda pari a 0,2 e un grado di traslazione del prez-

Tab. 6 - **PREZZI DELL'ELETTRICITÀ ALL'INGROSSO E VARIAZIONE PERCENTUALE PER EFFETTO DELL'ETS** (prezzo quote: 10 euro/tonn. CO₂)

	Prezzo senza CO ₂ (euro/MWh)	Prezzo con CO ₂ (euro/MWh) ⁽¹⁾	Variatz. %	Grado di traslazione (%)	Prezzo con CO ₂ (euro/MWh)	Variatz. %
Francia	28,2	37,7	33,69	100	37,7	33,85
Germania	28,7	38,1	32,75	100	38,1	32,65
Svezia	30,5	37,5	22,95	100	37,5	23,08
Finlandia	30,5	37,5	22,95	100	37,5	23,08
UK	31,1	36,5	17,36	100	36,5	17,45
Danimarca	31,5	38,6	22,54	100	38,6	22,33
Olanda	33,0	40,6	23,03	100	40,6	23,11
Spagna	37,7	43,6	15,65	8	38,2	1,25
Irlanda	46,2	51,2	10,82	23	47,3	2,48
Italia	57,6	66,0	14,58	0	57,6	0,00

(1) Traslazione 100% per tutti i Paesi.

Fonte: Ilex Energy Consulting (2004).

zo delle quote pari al 100%. Si può vedere come, coerentemente con la teoria economica e con quanto illustrato precedentemente, i maggiori incrementi percentuali di prezzo si realizzano in regime di concorrenza perfetta. Tuttavia, dato il più elevato livello di partenza, i prezzi dei mercati oligopolistici continuano ad essere complessivamente più alti di quelli concorrenziali, come del resto testimonia l'esistenza di mark-up, in certi casi assai consistenti. Altre simulazioni realizzate con il modello COMPETES evidenziano come, assumendo un'elasticità della domanda più bassa – nulla oppure pari a 0,1 – gli incrementi di prezzo siano, rispetto al caso con elasticità pari a 0,2, più elevati per la concorrenza perfetta e meno elevati per i mercati oligopolistici. E tuttavia, anche in questo caso, pur assumendo un prezzo della CO₂ pari a 20 euro/tonn., i prezzi della concorrenza sono più bassi di quelli dell'oligopolio, a ragione dei mark-up nulli. I dati in Tab. 7 ci mostrano come nel complesso, indipendentemente dalla forma di

mercato e per prezzi della CO₂ pari a 10 e 20 euro/tonn., in media gli incrementi di prezzo siano compresi rispettivamente nelle fasce 8-16,6% e 15,2-26,5%. Qualora invece si assumesse un'elasticità della domanda più bassa, gli intervalli di incremento di prezzo diventano: 6-23,6% e 10,9-36,9%. Questo studio ci sembra particolarmente interessante per due ragioni: in primo luogo, ci mostra come l'ampiezza di crescita dei prezzi dipenda da una pluralità di fattori, inclusa la tipologia di mercato, e come essa vari al variare delle ipotesi fatte. In secondo luogo, ed è forse questo l'aspetto più interessante per una lettura politica dell'ETS, nonostante gli incrementi di prezzo siano, a parità di somma traslata, maggiori in regime di concorrenza perfetta, i prezzi di questo regime sono più bassi in ogni caso di quelli dei regimi oligopolistici e monopolistici. Ciò induce ad una riflessione ottimistica sull'ETS e critica nei confronti dei timori delle imprese elettriche – spesso traenti beneficio da mercati tutt'altro che concorrenziali –

circa l'impatto sui prezzi dell'ETS. Il problema, pertanto, non sembra essere quello di evitare elevate traslazioni del prezzo dei crediti sui prezzi dell'elettricità quanto, piuttosto, quello di smantellare inefficienti situazioni di oligopolio e di monopolio. Per quanto ci insegna la teoria economica, è corretto che il prezzo dell'esternalità venga incorporato in quello dell'elettricità, ed è questo il senso della traslazione. Non è corretto, invece, che il prezzo incorpori una rendita monopolistica che non massimizza affatto il benessere della collettività.

4. L'ETS IN ITALIA

Il piano di allocazione italiano ha avuto lunghe vicissitudini ed è arrivato alla versione finale quasi un anno dopo l'entrata in vigore del mercato. Questo non ha certamente favorito le imprese italiane che solo ora stanno iniziando a disporre di dati sicuri sulle allocazioni disponibili, ed anche il mercato come abbiamo visto ha risentito dell'incertezza dominante.

Tab. 7 - **PREZZI DELL'ELETTRICITÀ E MARK-UP SOTTO DIVERSE IPOTESI DI MERCATO ELETTRICO E DI PREZZO DELLA CO₂ E CON ELASTICITÀ DELLA DOMANDA ELETTRICA PARI A 0,2**

	Concorrenza perfetta			Concorrenza oligopolistica (1)			Concorrenza oligopolistica (2)		
	0 euro/tonn.	10 euro/tonn.	20 euro/tonn.	0 euro/tonn.	10 euro/tonn.	20 euro/tonn.	0 euro/tonn.	10 euro/tonn.	20 euro/tonn.
Prezzi (euro/MWh)									
Olanda	42,5	47,0	51,1	72,2	76,7	80,9	71,8	76,6	80,7
Belgio	37,1	43,2	47,0	78,6	81,2	82,8	79,1	82,2	85,1
Germania	28,2	35,2	42,9	42,6	49,2	56,0	43,0	49,7	56,5
Francia	18,6	20,1	20,4	17,9	18,8	19,1	59,3	59,5	60,6
EU 4	25,9	30,2	33,9	35,7	39,0	41,9	53,5	57,8	62,3
Variiaz. % prezzi									
Olanda	-	10,6	18,3	-	6,2	11,3	-	6,7	11,6
Belgio	-	16,4	22,9	-	3,3	5,2	-	3,9	7,3
Germania	-	24,8	41,8	-	15,5	27,2	-	15,6	27,2
Francia	-	8,1	9,0	-	5,0	6,4	-	0,3	2,2
EU 4	-	16,6	26,5	-	9,2	15,9	-	8,0	15,2
Mark-up (euro/MWh)									
Olanda	0	0	0	26,0	29,1	29,1	28,7	29,9	29,1
Belgio	0	0	0	58,2	60,1	61,3	60,1	60,0	48,5
Germania	0	0	0	22,2	20,7	17,9	22,4	20,9	18,6
Francia	0	0	0	0	0	0	49,2	49,4	50,3
EU 4	0	0	0	14,6	14,0	12,6	34,2	33,5	30,5

(1) Con EdF price taker in Francia. (2) Con EdF monopolista in Francia.

Fonte: Sijm et al. (2005).

Una prima bozza del piano italiano risale all'aprile del 2004 ed il cap comportava una riduzione del surplus totale italiano emergente dallo scenario tendenziale di circa il 18%. Una seconda versione, pubblicata nell'estate 2004, riduceva i cap e portava l'abbattimento intorno al 24%. Un'integrazione del piano, apparsa nel febbraio 2005, alzava nuovamente i tetti, comportando un abbattimento veramente ridotto, pari al 14%. Dopo la decisione della Commissione Europea, che obbligava l'Italia ad un abbassamento dei tetti, la versione più recente (Ministero dell'Ambiente e del Territorio, nov. 2005) prevede le allocazioni riportate in Tab. 8. La riduzione ammonta a 24,3 mil. tonn. CO₂/anno contro le 23 richieste dalla Decisione della Commissione e l'abbattimento rispetto al surplus totale tendenziale è di circa il 34%.

In uno studio del 2004 (Di Giulio, Migliavacca, Vaglio 2004), a seguito della pubblicazione della Delibera CIPE (2002), ci eravamo occupati di stimare il costo di Kyoto per l'Italia. In quella occasione avevamo considerato differenti ipotesi di realizzazione delle cosiddette «politiche e misure interne già individuate», supponendo che la differenza dal target sarebbe stata colmata con il ricorso all'*Emissions Trading* (quote

Tab. 8 - **TOTALE QUOTE DA ASSEGNARE COMPRENSIVE DI RISERVA NUOVI ENTRANTI**

	mil. tonn. CO ₂
2005	221,79
2006	224,87
2007	219,81

Fonte: Ministero dell'Ambiente e del Territorio (2005).

AAUs). La conclusione rilevante dello studio che qui vogliamo richiamare (Tab. 9) fu che, nonostante le misure interne fossero economicamente più convenienti, lo scenario che si andava prefigurando era quello di un ritardo nella loro attuazione e della conseguente necessità di acquistare i permessi (oggettivamente più costosi).

Se le misure interne e i CDM-JI non venissero realizzati pienamente entro la scadenza prevista (scenari 2, 3 e 4), il ricorso al mercato dei permessi (AAUs) farebbe lievitare sensibilmente il costo di Kyoto: nello scenario 2 il costo dei permessi costituirebbe l'80% del costo totale, nello scenario 3 il 92% e nello scenario 4 il 96%. Dopo la pubblicazione del piano di allocazione, o meglio della sua versione del febbraio 2005, disponendo di dati più precisi sul ricorso all'*Emissions Trading*, abbiamo costruito un nuovo modello (Di Giulio, Migliavacca 2005). Questa volta l'obiettivo era stimare quale sarebbe stato l'impatto dell'ETS sul settore elettrico italiano, e in

particolare se i prezzi dell'energia elettrica avrebbero subito ripercussioni. Riportiamo di seguito le ipotesi di questo secondo modello e i risultati, sottolineando che l'esercizio di simulazione è stato condotto con dati sui cap che non corrispondono alla versione definitiva. Riteniamo ugualmente che questi numeri possano essere un utile spunto di riflessione (Tabb. 10 e 11). Il modello ipotizza che l'intero ammontare speso dalle imprese per l'acquisto di quote a ragione dell'impossibilità di rispettare i cap sia traslato sui prezzi dell'elettricità. Gli scenari proposti sono tre:

– scenario 1: applicazione dei tetti definiti nella versione del piano di allocazione di febbraio 2005, con uno scenario di domanda elettrica ed emissioni di CO₂ *business as usual* (+2,4% all'anno);

– scenario 2: più severo dello scenario 1, con tetti più restrittivi, definiti come percentuale sulle emissioni previste (il 20% in meno del totale emissioni previste per il settore elettrico);

– scenario 3: il peggiore in termini di impatto sul settore elettrico, con una domanda elettrica in forte crescita (+3% all'anno), possibilità di importazioni limitate, tetti restrittivi e nessun miglioramento in termini di intensità carbonica del *fuel mix*.

I risultati evidenziano un impatto sui prezzi di entità abbastanza contenuta, per lo meno nello scenario 1 e negli altri due scenari, nell'ipotesi di un prezzo delle quote sui 5-10 euro/tonn. Se ci concentriamo sullo scenario 1 con prezzo delle quote pari a 10 euro/tonn. CO₂, l'incremento medio annuo del prezzo dell'energia elettrica si aggira intorno allo 0,15%, sia per l'industria che per le famiglie. In Italia si re-

Tab. 9 - **COSTI DI KYOTO PER L'ITALIA SOTTO DIVERSE IPOTESI**

Scenari	Grado di attuazione delle azioni indicate nella Delibera			Costo misure int. + CDM & JI (mil. euro)	Costo ET (d) (mil. euro)	Costo totale al 2012 (mil. euro)
	(a)	(b)	(c)			
1	100%	100%	100%	1.146,90	- 9,97	1.136,93
2	100%	100%	0%	504,92	1.967,23	2.472,15
3	60%	60%	0%	262,67	2.989,04	3.251,71
4	30%	30%	0%	131,38	3.733,39	3.864,77

(a) Politiche e misure nazionali già individuate (P&M). (b) Progetti di di Clean Development Mechanism e Joint Implementation già individuati. (c) Ulteriori politiche e misure interne (P&M) ed ulteriori progetti CDM & JI. (d) Il ricorso all'*Emissions Trading* è residuale e copre il surplus di emissioni che risulta una volta attuate tutte le precedenti azioni. L'ipotesi di base è un prezzo di 15 euro/tonn. CO₂ equivalente. Non si considera ancora la Direttiva europea o il Piano di Allocazione Nazionale.

Fonte: Di Giulio, Migliavacca, Vaglio (2004).

Tab. 10 - STIMA DEL COSTO DELL'ETS PER IL SETTORE ELETTRICO ITALIANO NEL PERIODO 2005-2012

	Prezzo CO ₂ (euro/tonn.)	Spesa media annua dovuta a ETS per il settore elettrico (mil. euro)	Incr. m.a. del prezzo dell'elettricità per le famiglie (%)	Incr. m.a. del prezzo dell'elettricità per le imprese (%)
Scenario 1	5	72,6	0,076	0,072
	10	145,2	0,153	0,145
	40	580,8	0,611	0,578
Scenario 2	5	156,6	0,081	0,077
	10	313,3	0,162	0,153
	40	1253,2	0,648	0,613
Scenario 3	5	252,7	0,164	0,193
	10	505,4	0,329	0,385
	40	2021,6	1,136	1,541

Fonte: Di Giulio, Migliavacca (2005).

gistrano da anni prezzi dell'energia elettrica tra i più elevati tra gli Stati dell'Unione Europea. La spiegazione va ricercata nell'effetto congiunto di una liberalizzazione del mercato incompleta e di un'elevata tassazione. Questo non significa che, poiché finora i prezzi sono stati elevati, il sistema debba sopportare anche l'ulteriore aumento derivante dall'ETS. Piuttosto, si vuole sottolineare come siano altre le cause principali degli elevati prezzi dell'energia elettrica e come l'impatto dell'ETS sia, sotto certe ipotesi, moderato. Certo, prezzi delle quote sui 40 euro/tonn. modificano il risultato generando incrementi del prezzo dell'elettricità cospicui che si andrebbero ad aggiungere a prezzi alti già in partenza. Questo risultato conferma l'esigenza di misure di politica fiscale ed energetica che portino ad una riduzione dei prezzi.

Nella Tab. 12 si riporta un confronto per l'anno 2006 – centrale della prima fase dell'ETS – tra lo scenario 2 del nostro modello e un altro stu-

dio sulla situazione italiana elaborato da Delfanti-Bovo (2004). Al fine di rendere i risultati di questi due studi confrontabili tra di loro, per il nostro studio abbiamo fatto riferimento all'aumento dei costi di produzione anziché alla variazione dei prezzi finali. È possibile vedere come i due studi italiani pervengano a risultati non distanti. Infine, citiamo un ultimo studio sulla situazione italiana (Tabarelli, Vazio, Citi 2005) che, assumendo un andamento del prezzo delle quote crescente nel tempo da 8 a 20 euro/tonn. CO₂, stima l'incremento di costo indotto dall'ETS nella misura di 0,99 euro/MWh.

5. CONCLUSIONI

Quanto esposto sin qui documenta l'esistenza di una ricchezza di elementi e di variabili interagenti tra loro che rendono qualsiasi previsione sui prezzi delle quote, e sull'impatto dell'ETS sui prezzi dell'elettricità, assai problema-

tica. In forma sintetica, riassumeremmo i principali messaggi di questo studio nei seguenti punti:

- fino ad oggi, a ragione della giovane età, della bassa liquidità e dell'incertezza e dei ritardi nell'approvazione dei piani di allocazione, il mercato della CO₂ ha manifestato un certo grado di immaturità. Tuttavia, c'è da ritenere che in un prossimo futuro i fondamentali imporranno le regole del gioco;

- tra i fattori fondamentali da cui dipenderà il mercato va segnalata certamente la differenza tra emissioni e cap, e dunque le scelte politiche sia delle imprese (su mix energetico e costi di abbattimento) sia del regolatore (su cap e politiche di incentivo alle diverse fonti energetiche). L'aspettativa per la prima fase è che i crediti provenienti dai nuovi Paesi membri e da quelli del Nord Europa siano in grado di coprire i debiti di quote dei Paesi del Sud Europa. Tuttavia, le nuove linee guida sulla seconda fase dell'ETS, dopo il 2008, avvalorano l'ipotesi di un abbassamento dei tetti e, dunque, di un'espansione della domanda;

- i crediti provenienti da CDM e JI potrebbero giocare un ruolo chiave nel mitigare le tendenze al rialzo dei prezzi che potrebbero derivare dall'abbassamento dei cap. Inoltre, essi potrebbero ricevere una forte spinta proprio da politiche di definizione dei cap più stringenti;

- gli scenari medi di previsione del prezzo delle quote proposti da diversi modelli sono compresi nei range 5-20 euro/tonn. CO₂ nel primo periodo e 7-28 euro/tonn. CO₂ nel secondo periodo. E tuttavia, come insegna l'esperienza statunitense sulla SO₂, non possono escludersi impennate dei prezzi a livelli oggi in-

Tab. 11 - AUMENTO PERCENTUALE MEDIO ANNUO DEL PREZZO ELETTRICITÀ NEL PERIODO 2005-2012

euro/tonn.	Utenti industriali			Utenti domestici		
	5	10	40	5	10	40
Scenario 1	0,07	0,13	0,52	0,07	0,14	0,55
Scenario 2	0,63	1,26	5,04	0,67	1,33	5,33
Scenario 3	0,54	1,07	4,28	0,57	1,13	4,53

Fonte: Di Giulio, Migliavacca (2005).

Tab. 12 - IMPATTO DELL'ETS SUI PREZZI DELL'ELETTRICITÀ AL 2006

	Prezzo quote (euro/tonn.)	Grado di traslazione (%)	Variazione nei costi di produzione (%)
Studio Delfanti-Bovo (2004)	6	100	1,39
	20,5	100	4,46
Studio Di Giulio-Migliavacca (2005)	5	100	1,58
	10	100	3,15
	40	100	12,60

concepibili. Qualora ciò accadesse, potrebbero guadagnare economicità tanto le rinnovabili quanto la cattura e lo stoccaggio della CO₂;

– l'impatto sui prezzi dell'elettricità è legato, oltre che al prezzo delle quote, alle assunzioni che facciamo sul grado di traslazione di tale prezzo su quello dell'elettricità. A sua volta, esso dipende dall'elasticità della domanda e dalla tipologia di mercato. Gli studi sono assai cauti nel pervenire ad un range di valori, piuttosto tendono a sollevare la dipendenza del risultato dalla complessità degli elementi in gioco e dalla specifica situazione di ogni Paese.

Una rilevanza notevole nella crescita dei prezzi dell'elettricità risiede nel modo in cui le imprese tratteranno le quote ad esse assegnate, a titolo gratuito, dall'approccio *grandfathering* dei piani di allocazione. Se, come sembra – indipendentemente dal fatto che esse non hanno sostenuto spese per procurarsi le quote di partenza definite dai piani nazionali – le imprese tenderanno a trattare il valore delle quote come un costo-opportunità da ribaltare nei prezzi, ci si può attendere dall'ETS un impatto distributivo considerevole a svantaggio dei consumatori. Comportamenti meno aggressivi da parte delle im-

prese, come pure una regolazione attenta a fenomeni di traslazione, mitigano tale impatto. Se, dal punto di vista distributivo, ciò è positivo per i consumatori e per le imprese – soprattutto per quelle ad elevata intensità elettrica – lo è meno per l'ambiente. L'internalizzazione dell'esternalità del carbonio richiede proprio la sua incorporazione nei prezzi dell'elettricità. E tuttavia, non si può non ricordare come già altre distorsioni – tassazione e rendite non concorrenziali – gravano sul mercato elettrico. L'internalizzazione della distorsione «esternalità» dovrebbe avvenire contestualmente all'eliminazione delle altre distorsioni. In tal senso, se sfruttato bene, l'ETS potrebbe essere l'occasione per una lotta complessiva ai fallimenti del mercato, in primo luogo alle posizioni monopolistiche.

Milano, Gennaio 2006

Le opinioni espresse in questo articolo sono degli autori e non riflettono, necessariamente, la posizione dell'azienda nella quale lavorano.

NOTE

(1) In questo articolo i termini quote, permessi, certificati, crediti, *allowances* saranno utilizzati indifferentemente.

(2) È questo il colore che alcuni autori hanno scelto per contraddistinguere le quote dell'ETS dagli altri tipi di certificati (vedi, ad esempio, Bertoldi et al. 2005). Altri autori li distinguono con il colore nero (vedi, ad esempio, il sito <http://dsm.iea.org>)

(3) Come mostrato dallo studio ECN (Sijm et al 2005, Appendix A) ciò dipende, crucialmente, dalla linearità della curva di domanda e dall'assenza di concorrenti esterni.

(4) http://www.dnv.it/certificazione/cambiamenti_climatici/Emission_Trading.asp

(5) *Land Use, Land Use Change and Forestry*.

(6) Indicativamente, i costi della sola cattura sono stimati tra i 30 e i 50 doll./tonn. CO₂, mentre lo stoccaggio ha costi più

bassi (0,5-7 doll./tonn. CO₂).

(7) Per il dettaglio sulle assunzioni si rimanda allo studio di Reinaud (2004) disponibile sul sito www.iea.org

(8) Nello studio Econ ciò viene assunto sulla base di un'aspettativa realistica conseguente agli elevati prezzi correnti del carbone. Tuttavia, la diminuzione di prezzo assunta potrebbe essere rafforzata, ed anche interpretata, come effetto dell'azione di feedback dal prezzo della CO₂ ai prezzi dei combustibili che dovrebbe verificarsi nel lungo periodo.

(9) *Passing through rate*, in letteratura.

(10) Il dato sull'Italia appare oggi, dopo l'abbassamento del cap ad opera dell'Unione Europea, eccessivamente ottimistico. Lo studio Ilex, infatti, è precedente alla decisione della Commissione.

BIBLIOGRAFIA

- BASELICE R., BERNARDI B., BOVO C., CARNABUCI C., CARLETTI C., DELFANTI M., (2004), *Il Protocollo di Kyoto, i meccanismi flessibili e gli effetti, sul sistema energetico nazionale*, OPEF.
- BERTOLDI P., REZESSY S., LANGNIS O., VOOGT M. (2005), *White, Green & Brown Certificates: How to make the most of them?*, Eceee Summer Study.
- BUTRAW D., PALMER K., KAHN D. (2005a), *Allocation of CO₂ Emissions Allowances in the Regional Greenhouse Gas Cap-and-Trade Program*, Resources for the Future, Discussion Paper 05-25, Washington DC.
- BURTRAW D., EVANS D., KRUPNICK A., PALMER K., TOTH R. (2005b), *Economics of Pollution Trading for SO₂ and NO_x*, Resources for the Future, Discussion Paper 05-25, Washington DC.
- CARCANO F., DONES I., TOPPI T. (2005), *La Direttiva Europea sull'Emission Trading: contenuti, aspetti critici e principali implicazioni per il settore elettrico*, Tesi di Laurea, Politecnico di Milano.
- CARLSON C.P., BURTRAW D., CROPPER M., PALMER K. (2000), *SO₂ control by electric utilities: what are the gains from trade?*, in «Journal of Political Economy», 108, pp. 1292-1326.
- CHRISTIANSEN A., DAMSIORA A., SKOGEN A. (2005), *Presentation at workshop on 'Carbon Fundamentals & Price Forecasting'*. Market Insights Conference, Amsterdam, 1-3 March 2005.
- CHRISTIANSEN A., ARVANITAKIS A., TANGEN K., HASSELKNIPPE (2005), *Price determinants in the EU emissions trading scheme*, in «Climate Policy», 5.
- CIPE (2002), *Revisone delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra*, CIPE, Roma.
- CITI P., TABARELLI D., VAZIO D. (2005), *Italian utilities. Green certificates and ETS: the impact on electricity prices*, Banca IMI in collaboration with RIE, Gruppo San Paolo IMI.
- DELFANTI M., BOVO C. (2005), *Una simulazione del mercato elettrico italiano in seguito all'approvazione del Piano di Allocazione Nazionale*, presentato nell'ambito del convegno «Emission Trading: funzionamento, costi e impatto sul sistema energetico e industriale» indetto dalla Learning Resources Associates (LRA).
- DI GIULIO E., MIGLIAVACCA E., VAGLIO A. (2004), *Italy's route to Kyoto: a wishful thinking?*, Proceedings of the 24th Annual North American Conference of the USAEE/IAEE, July 2004, Washington, DC.
- DI GIULIO E., MIGLIAVACCA E. (2005), *Cutting now or buying tomorrow? A quantitative reflection on an Italian dilemma*, Proceedings of the 28th Annual International Conference of the International Association for Energy Economics (IAEE), Taipei, 3-6 June 2005.
- Ecofys (2004), *Analysis of the National Allocation Plans for the EU Emissions Trading Scheme*, Ecofys UK Winchester House.
- ELLERMAN A.D. et al. (2000), *Markets for clean air: the US acid rain program*, Cambridge University Press, New York.
- Econ (2004a), *Emissions Trading and Power Prices*, ECON Report 2004-020, Stockholm.
- Econ (2004b), *EU Emissions Trading Scheme and the Effect on the Price of Electricity*, ECON Report 2004-081, Stockholm.
- European Environmental Agency (2004), *Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2004*, EEA Report, Copenhagen.
- European Union (2003), *Directive 2003/87/EC of the European Parliament and the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC*, Brussels.
- European Union (2004), *Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004 amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms*, Strasbourg.
- European Union (2005), *Further guidance on allocation plans for the 2008 to 2012 trading period of the EU Emission Trading Scheme*, COM(2005) 703 final, Brussels.
- GRUBB M., AZAR C., PERSSON U.M. (2005), *Allowance allocation in the European emissions trading system: a commentary*, in «Climate Policy», 5.
- IEA (2002), *CO₂ Emissions from Fuel Combustion*, OECD/International Energy Agency, Paris.
- IETA (2005), *State and Trends of the Carbon Market*, IETA, Washington DC.
- Ilex Energy Consulting (2004), *Impact of the EU ETS on the European electricity prices*, Ilex Energy Consulting Limited.
- KALLBEKKEN S. (2005), *The cost of sectoral differentiation in the EU emissions trading scheme*, in «Climate Policy», 5.
- KLEPPER G., PETERSON S. (2004), *The EU Emissions Trading Scheme: Allowance Prices, Trade Flows, Competitiveness Effects*, Kiel Working Paper n. 1195, Kiel Institute for World Economics, Germany.
- MICHAELOWA A., BUTZENGEIGER S. (2005), *EU emissions trading: between Scylla and Charybdis*, in «Climate Policy», 5.
- Ministero dell'Ambiente e del Territorio (2004), *Directive 2003/87/EC of 13 October 2003, establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC - National Allocation Plan*, Roma.
- Ministero dell'Ambiente e del Territorio (2005), *Schema di decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi dell'articolo 11, paragrafo 1 della Direttiva 283/87/CE*, Roma.
- MOORE C.A. (2003), *Market failure: the experience with air pollution trading in the United States*, in <http://www.cleanairtrust.org>
- PointCarbon (2005), *Carbon Market Europe - 23 December 2005*, PointCarbon, Oslo, Norway.
- PointCarbon (2006a), *Carbon Market Europe - 13 January 2006*, PointCarbon, Oslo, Norway.
- PointCarbon (2006b), *Carbon Market Europe - 20 January 2006*, PointCarbon, Oslo, Norway.
- REINAUD J. (2004), *Emissions Trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector*, IEA, Paris.
- REINAUD J. (2005), *Industrial Competitiveness under the European Union Emissions Trading Scheme*, IEA, Paris.
- Sijm J. (2005), *The interaction between the EU emissions trading scheme and national energy policies*, in «Climate Policy», 5.
- SIJM J.P.M. et al. (2005), *CO₂ price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity*, ECN-C-05-081, ECN.
- SORRELL S. (2002), *The Climate Confusion: Implications of the EU Emissions Trading Scheme for the UK Climate Change Levy and Climate Change Agreements*, SPRU (Science and Technology Policy), University of Sussex, Brighton.
- TABARELLI D., VAZIO D., CITI P. (2005), *Certificati verdi ed emission trading: impatto sui prezzi dell'elettricità*, in «Energia», n. 1.